

**ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В  
ПРЕДЕЛАХ ПУР-ТАЗОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ НА ТЕРРИТОРИИ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Я.Ю. Корчуганов**

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нижнемеловые пласты-коллекторы, расположенные на территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области в пределах Западной Сибири, уже на протяжении нескольких лет представляют большой интерес с точки зрения изучения и разработки. В настоящее время остается много вопросов относительно особенностей их формирования. Исследование условий осадконакопления, а также их влияния на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов поможет улучшить процесс добычи на разрабатываемых месторождениях и скорректировать размещение проектного фонда скважин.

Целью данной работы является исследование геологического строения и условий формирования нижнемеловых пластов-коллекторов в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Изучаемое месторождение расположено в пределах южного окончания Большехехетской структурной террасы. На его территории поисково-оценочными скважинами были вскрыты три нефтегазоносные свиты – нижнехехетская, сухудинская и яковлевская, которая является наиболее продуктивной из всех. Она содержит в себе несколько песчаных пластов Як-III-VII, объединенных в единый объект разработки. Залежь является газонефтяной, массивной, её суммарная толщина достигает 650 м, эффективные толщины варьируются в пределах 50-70 м. Свита сложена переслаиванием глин и алевролитов с прослоями и пачками песков и песчаников, пропластками углей толщиной от 2 до 4 м.

Одной из особенностей изучаемой группы пластов является трудность расчленения на пропластки – это стало одной из причин для их объединения в единый объект разработки. Детальный анализ формирования отложений даст представление о том, в каких условиях они были сформированы и позволит прогнозировать расположение пластов-коллекторов раннемелового возраста с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами в пределах изучаемой территории.

Формирование отложений изучаемого объекта происходило в средний апт-средний альб. В среднем апте осадкообразование осуществлялось при практически полном затоплении территории и последующем отступлении моря; в позднем апте за счет регрессии произошло резкое обмеление морского бассейна; последующая трансгрессия в раннем альбе привела к значительному погружению территории [2].

Эти обстоятельства обусловили две особенности яковлевской свиты. Первая – это разделение пластов на две самостоятельные группы Як-I-III и Як-IV-VII. Главной причиной этого деления является разница в фациальных обстановках осадконакопления, а именно – окончание регрессивного цикла на изучаемой территории. Это видно в керновом материале по текстурно-структурным особенностям отложений пластов Як-IV и Як-III. А также в первом (пласт Як-IV) были найдены конкреционные прослои красновато-бурого сидерита, который мог образоваться в условиях надводной дельтовой равнины, периодически заливаемой морскими водами. Во втором пласте – Як-III – отсутствуют какие-либо признаки, говорящие о поступлении морской воды при формировании отложений, как и в остальных пластах группы Як-I-III [1]. Вторая особенность – трудность расчленения на пласты по каротажным диаграммам. В то же время такая особенность выступает как косвенный признак того, что отложения, вскрытые скважинами, не поддающиеся расчленению, могли быть сформированы в одинаковых фациальных условиях. Такие отложения преобладают в северной части месторождения, которая в течение длительного промежутка времени была затоплена. Обратная ситуация в южной части, где трансгрессивно-регрессивные циклы происходили интенсивнее и разрез проще поддается расчленению по каротажным диаграммам. При этом наибольшие значения эффективных толщин наблюдаются в южном районе и центральной части территории – от 8 до 18,4 м. Уменьшение значений происходит в северном направлении – до 4 м. Последующий детальный анализ формирования отложений даст представление о том, в каких условиях они были сформированы и позволит прогнозировать расположение пластов-коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами в пределах изучаемой территории.

Изучение геологического строения проводилось по данным керна, результатам ГИС и ГДИС.

На основе кернового материала, полученного из 13 скважин, вскрывших отложения нижнего мела, были выделены следующие фациальные обстановки: надводная дельтовая равнина, подводная дельтовая равнина и прибрежное мелководье.

Нижние продуктивные пласты, объединенные в группу Як-IV-VII, были сформированы в условиях прибрежного мелководья сливающимися песчаными телами устьевых баров рек. Они накапливались в виде однородных песчаников и маломощных прослоев глинисто-алевритовых пород. В текстурном отношении эта фация была выделена по нескольким критериям: различной сложности слоистости – от тонкой косой однонаправленной до полого-линзовидной, со следами взмучивания, оплывания и размыва осадков, намывами обугленного растительного детрита. Благодаря трансгрессивно-регрессивным циклам, были сформированы песчаные тела устьевых баров, простирающиеся в северо-восточном и юго-западном направлениях. На восточной части территории сохранился континентальный режим осадконакопления.

Верхние продуктивные пласты, объединенные в группу Як-I-III, были сформированы в условиях надводной дельтовой равнины. Отложения накапливались в пределах меандрирующих дельтовых протоков. Они представлены песчаниками различной зернистости со средней и хорошей сортировкой. Породы имеют косую однонаправленную слабо срезанную слоистость, содержат углефицированный растительный детрит. На момент становления комплекса отложений регрессивный цикл завершился [3].

Фациальные условия оказывают влияние на распределение фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу. На основании результатов геофизических исследований скважин были построены карты распределения коэффициентов пористости, проницаемости и эффективных толщин. Наибольшие значения проницаемости (от 400 до 750 мД) наблюдаются в песчаных отложениях устьевых баров. Сравнительно меньшие (от 50 до 250 мД) – в участках формирования лагунных отложений и пойм. Породы с наибольшей пористостью наблюдаются в участках формирования устьевых баров (от 18 до 28 %). Наименее пористые породы залегают в областях длительного развития углистых отложений заболачивающихся озёр и торфяных болот (от 10 до 16%), а также в направлении отступления моря, где осадочный материал постоянно размывался и переоткладывался (от 3 до 15 %).

Фильтрационные параметры могут изменяться с течением времени по мере разработки месторождения. Отслеживание динамики их изменения проводится с помощью гидродинамических исследований скважин. На основании результатов ГДИС построены карты распределения текущего пластового давления, а также проанализированы карты текущих отборов. Наибольшие пластовые давления наблюдаются в следующих участках: в юго-западной части – 145 атм., центральной – 152 атм. и северной – 155 атм. Наибольшие (около 770 т/сут) дебиты нефти получены в скважинах, расположенных в центральной части территории, в северном направлении дебиты резко уменьшаются – до 33 т/сут. Такая зависимость объясняется уменьшением эффективных толщин в том же направлении. Обводненность по всей территории месторождения достаточно высокая – 80-90 %.

Дополнительно в ходе исследований для выяснения характера распределения фильтрационных параметров в межскважинном пространстве используются трассерные исследования. Сущность индикаторных исследований основывается на том, что меченая индикаторами жидкость вводится через нагнетательные скважины в исследуемые пласты и затем оттесняется к добывающим скважинам закачиваемой водой. По результатам можно выяснить гидродинамическую связь между скважинами, источники обводнения, отслеживать текущую фильтрационную обстановку межскважинной области пласта и направление фильтрации нагнетаемой в скважину воды и пластовых жидкостей. Последний критерий является наиболее приоритетным для изучения: зная направления фильтрации и учитывая описанные ранее фациальные условия формирования месторождения, можно определить какие условия являлись наиболее благоприятными для экранирования углеводородов яковлевской свиты.

Исследования проводились в юго-восточной части месторождения в трех нагнетательных скважинах. По их результатам было выяснено, что наибольшие объемы индикаторной жидкости были вынесены в северо-восточном и юго-западном направлениях, совпадающим с направлениями развития песчаных тел устьевых баров пластов группы Як-IV-VII. Объемы вынесенной индикаторной жидкости в этих направлениях в двух добывающих скважинах превышают 50%, в третьей – 33%. Движение воды по межскважинному пространству происходит преимущественно по высокопроницаемым каналам фильтрации, где и залегают породы с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Например, в первой скважине в северо-восточном направлении суммарный объем каналов фильтрации составил 644,56 м<sup>3</sup>/сут, в других направлениях – от 13,4 до 274, 65 м<sup>3</sup>/сут. В третьей скважине в юго-западном направлении суммарный объем каналов фильтрации составил 73,44 м<sup>3</sup>/сут, в других направлениях – от 12,56 до 58,23 м<sup>3</sup>/сут.

Исходя из всего вышеперечисленного, можно заключить, что наиболее перспективными с точки зрения нефтегазоносности являются отложения, приуроченные к песчаным телам устьевых баров.

Стоит также отметить, что только детальный литолого-фациальный анализ, а также правильное и своевременное исследование текущего состояния объектов и динамики изменения фильтрационно-емкостных свойств позволит своевременно принять решение по выбору более рационального способа разработки.

#### Литература

1. Квачко С.К. Литолого-фациальный анализ нижнемеловых отложений / Науки о земле, 2009. – №12. – С. 223 – 226.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / Геология и геофизика. – Новосибирск, 2014. – Т. 55. – №5. – С. 745 – 776.
3. Фокин П.А., Демидова В.Р., Яценко В.М. Состав и условия образования продуктивных толщ нижнехетской и яковлевской свит нижнего мела / Геология нефти и газа, 2008. – №5. – С. 11 – 18.